NB Board of Commissions of Public Utilities

2002

Annual Report

New Nouveau Brunswick

103-02481/

ANNUAL REPORT
BOARD OF COMMISSIONERS
OF PUBLIC UTILITIES FOR THE YEAR ENDED MAR 31/2002

The Board is comprised of the following members:

Chairman	David C. Nicholson
Vice-Chairman	James Bateman
Commissioner	J. Alyre Boucher
Commissioner	Leon C. Bremner
Commissioner	John Chenier
Commissioner	Joanne Cowan-McGuigan
Commissioner	Jacques Dumont
Commissioner	Leonard Larocque
Commissioner	Emilien LeBreton
Commissioner	R. J. Lutes
Commissioner	Robert Richardson
Commissioner	Kenneth Sollows
Commissioner	H. Brian Tingley
Commissioner	Monika Zauhar
Secretary	Lorraine Légère

The Board is a quasi-judicial body that reports to the Legislative Assembly through the Minister of the Department of Natural Resources and Energy. The Board operates with 13 full time staff positions, a full time Chairman and Secretary as well as part time Commissioners appointed on a term basis by the Lieutenant Governor in council.

During this year, the Board experienced a number of changes in part-time Commissioners. The Board was saddened by the sudden passing of Commissioner Lutes on February 8, 2002. Commissioner Lutes had played an extremely active role in the Board's business since his appointment on December 1, 1999. His breadth of business experience and knowledge of not only New Brunswick, but also Canada, was a tremendous asset to this Board in the performance of its statutory responsibilities. In particular, Commissioner Lutes contributed his knowledge of business to assisting the Board's establishment of a regulatory regime for the local natural gas distributor and the licensing of gas marketers.

During the year, the terms of Commissioner Chenier and Larocque were concluded and Commissioner Zauhar found it necessary to resign her appointment because of the perceived possibility of a conflict of interest in that her law partner had been retained to act for a frequent applicant before the Board.

Pursuant to the provisions of the Public Utilities Act, Chapter P.27, R.S.N.B. 1973, the Board of Commissioners of Public Utilities is charged with the regulation of public utilities in the Province of New Brunswick. The Board is also charged with the regulation of automobile insurance rates for the Facility Association and the monitoring of rates for all insurers that underwrite automobile insurance business in the Province pursuant to certain provisions of the

Insurance Act, Chapter I-12, R.S.N.B. In Addition, the Board is charged with regulation of the natural gas industry pursuant to the Gas Distribution Act, 1999. The Board issues permits for the construction and repair of non-natural gas pipe lines pursuant to the Pipe Line Act, Chapter P-8.1, R.S.N.B. It regulates public motor buses pursuant to the Motor Carrier Act, Chapter M-16, R.S.N.B. and the Motor Vehicle Transport Act, R.S.C. 1987 and also hears appeals of decisions of the Registrar of Motor Vehicles regarding motor vehicle dealers' licenses.

The Board operates with funds received from assessment of the industries that it regulates, with the exception of the public motor bus industry, where it carries out its responsibilities with a budget from the Provincial Department of Transportation.

ELECTRICITY

In 2000, NB Power made the Board aware that in the near future, they would be applying for recommendations on the refurbishment of two of its major generating facilities, Coleson Cove and Point Lepreau. To prepare for these applications, the Board identified three questions:

1. Is it reasonable to believe that NB Power will require the electricity presently generated by Coleson Cove and/or Point Lepreau or replacement facilities in the future?
2. What are the relevant issues to be reviewed during any subsequent specific generating facility upgrading and/or maintenance hearing?
3. What is the nature and scope of the evidence that NB Power should provide for those hearings?

In June, 2001, the Board conducted a generic hearing, based on these three questions, on whether the electrical generation capacity of the Coleson Cove thermal generating facility (1000 MW) and the Point Lepreau nuclear generating facility (635 MW) was required to meet in-province demand.

The Board issued its decision on the Generic Hearing, July 11, 2001, stating that the capacity provided by Coleson Cove would be required to service in-province demand. However, the Board felt that a further analysis of the requirement for the capacity from Point Lepreau was needed. For this reason the Board required that NB Power provide an updated load forecast, taking into consideration the potential for demand side management (DSM), prior to conducting a specific hearing on the Point Lepreau generating station.

Following the generic decision, the New Brunswick Power Corporation (NB Power) submitted an application for the refurbishment of the Coleson Cove Generating Station on July 12, 2001. This application was made pursuant to Section 40.1 (1.1) of the *Public Utilities Act*. The hearing for the application was held in January 2002 and the decision was issued January 28, 2002. In keeping with the requirements of the Act, the Board issued its recommendation to the Board of Directors of NB Power that Coleson Cove be refurbished, thereby converting the station from burning oil to Orimulsion. Orimulsion is a emulsion of bitumen (70%) in water (30%). Bitumen is a naturally occurring hydrocarbon.

NATURAL GAS

The Board concluded a regulatory proceeding, which began in March 2001, that was held to consider an application for a local gas producer franchise by the Potash Company of Saskatchewan, Inc. (PCS). The application was to allow PCS to distribute indigenous natural gas from wells, in which PCS had an ownership interest, to its processing facilities at Penobsquis, New Brunswick. On July 31, 2001, the Board decided to grant the franchise to PCS subject to the following conditions:

(1) PCS was authorized to distribute gas only to its processing facility.
(2) The geographic territory of the franchise was from the gas well head up to and including the gas meter at the PCS processing facility. This included the gathering lines and the gas processing plant.
(3) Any other party requesting gas distribution from PCS had to be referred to Enbridge Gas New Brunswick (EGNB), the holder of the gas distribution franchise for the Province.
(4) PCS was obligated to provide any necessary pipeline connection to EGNB.

In its decision, the Board stated that the PCS application was unique and did not fit the normal reason for application for a public utility franchise. PCS applied for a franchise to serve its own needs only. The Board believed that the Legislature did not foresee this class of applicant when the Gas Distribution Act, 1999 (GDA) was passed. The Board believed that the GDA should be amended to allow for the award of a franchise of this nature.

During the Hearing, the Board heard arguments for and against including *gathering lines* in a franchise area. A gathering line transports raw unprocessed gas from a well to a processing facility. The lines do not distribute natural gas. In the New Brunswick GDA, gathering lines are not defined and therefore are determined to be a pipeline under the Act. The Board strongly urged the Province to amend the GDA and the Oil and Gas Statutes of New Brunswick, to remove gathering lines from the definition of pipeline and give the regulatory authority for them to the Minister.

In December 2001, the Board initiated a regulatory proceeding to consider the application by PCS for a Permit to Construct a Pipeline to transport natural gas to its processing facility located at Penobsquis. On March 20, 2002, the Board delivered its decision to issue the permit to construct to PCS.

The Board conducted a review of the financial results of Enbridge Gas New Brunswick, Inc. for the year ending December 31, 2000, pursuant to the Board's decision of June 23, 2000. A regulatory proceeding was held to consider the financial requirement for:

(1) The amortization period applicable to Deferred Development Costs.
(2) The weighted average cost of capital applicable to certain Deferred Development Costs.
(3) The treatment of the Allowance for Funds Used During Construction for regulatory purposes.

On December 20, 2001, the Board delivered its decision.

Bill 43, "An Act to Amend The Gas Distribution Act, 1999" received Royal Assent on June 1, 2001. One of the revisions was a change in the definition of a *Gas Marketer.* Previously a person who provided a customer service for natural gas was required to obtain a gas marketer's certificate from the Board. The amendment deleted that requirement for the provider of a customer service.

The Board remained busy throughout the year working with the gas distributors and the gas marketers on regulatory issues arising from the development of the natural gas industry. By

By November 2001, natural gas was flowing in Saint John, Fredericton, Oromocto, the Greater Moncton Area and St. George.

Gas Safety Division

The mandate of this group, comprised of the Director of Safety and two (2) Safety Inspectors, is to ensure that operators of the natural gas distribution systems provide safe and reliable delivery of natural gas within the Province of New Brunswick. This authority given to the Board under the Gas Distribution Act, 1999. This is accomplished through the Safety Division's use of inspection, education, compliance audits and damage prevention programs.

This year Enbridge Gas New Brunswick (EGNB) which was awarded the gas distribution franchise in 1999, installed approximately 54 km of pipeline or approximately 60% of what was accomplished in the previous year. This reduction was mostly due to EGNB concentrating their construction efforts on the installation of services to the customers, in order to generate maximum revenue. EGNB's 2002 construction plan is more ambitious with a capital investment approximately double that of 2001 or approximately $13.5 million.

The Safety Division carried out a general safety compliance audit of EGNB in February 2002. Construction, operations and maintenance procedural manuals and records were reviewed and compared against the requirements of the Gas Distribution Act, 1999 and regulations including the CSA Standard - Z662 Oil and Gas Pipeline Systems.

The Saint John Damage Prevention Committee, of which the Safety Division is a member, introduced a "One-Call" utility location service to the Saint John area this spring. This allows contractors and the general public to call only one number to determine if there are any underground utilities in an area where an excavation is planned.

Damage Prevention Committees are forming in other areas of the province and eventually this "One-Call" system will be available, we hope, province wide. In the meantime, each utility has a telephone number to call and will provide the same information as the "One-Call" system.
The updated forecast was filed with the Board January 8, 2002 and the hearing is scheduled for April 29 and 30, 2002. It is anticipated that the Point Lepreau hearings will commence in late May 2002.

PIPELINES

No applications were received for the construction or repair of a non-natural gas pipeline pursuant to the Pipeline Act during the fiscal period April 1, 2001 to March 31, 2002.

MOTOR CARRIER

A summary of the Board's activities for the fiscal year April 1, 2001 to March 31, 2002 is as follows:

Charter Applications	**2001 – 2002**
Received	4
Opposed	1
Granted as Advertised	3
Granted with Amendments	0
Abandoned, Withdrawn or Dismissed	1
Licenses	
Denied	0
Cancelled or Revoked	5
Active at Year End	52
No. of Motor Carrier Plates Issued	265
No. of Temporary Permits Issued to Unlicensed Carriers	2
Total Revenues	$20,280.50

The Board held a hearing in connection with the review of the motor carrier license of Voyage Leclerc Tours Inc., a Quebec company in possession of a broad charter license that allows them to pick up or drop off passengers over all routes and between all points in New Brunswick as well as extend into other jurisdictions as authorized and return. On February 19, 2002, the Board found the company guilty of violations in the province. They called for solicitors to submit their arguments on sentencing no later than March 19, 2002 and advised that a decision would be forthcoming not later than April 12, 2002.

An application was received from S. M. T. (Eastern) Limited on June 21, 2001, to increase fares for scheduled services. A hearing was held on August 24, 2001 whereby the Board granted the applicant's request to increase fares.

An application dated March 13, 2002 was received from S. M. T. (Eastern) Limited for the implementation of additional line run services and surcharges for guaranteed next day parcel delivery, extra insurance for lost/damaged luggage, a fee for excess luggage as well as an administrative charge for refund of tickets. The Board granted this application subject to the gathering of statistical information to support the charges. This information must be included in SMT's next rate application.

Motor Vehicle License Appeals

During the fiscal period April 1, 2001 to March 31, 2002 there were no appeals of decisions of the Registrar of Motor Vehicle concerning Motor Vehicle Dealers Licenses.

AUTOMOBILE INSURANCE

With the exception of the Facility Association, New Brunswick is what is commonly known as a file and use jurisdiction. Under the file-and-use process, the Board continues a regulatory role by monitoring rates and rules for general compliance with the Insurance Act provisions that rates and rules not be excessive, inadequate nor discriminatory. Automobile insurers are required to file the rates or changes to rates that they propose to charge with the Board and may implement the rates no sooner than 30 days from the date the Board receives a complete filing for the rate change proposal.

The Board revised its filing rules and sent an information bulletin to all insurers registered to do business in New Brunswick on January 2, 2002 to assist them in making complete filings that may be processed with a minimum of delay. The revised rules contain updated profile information that insurers are required to provide with each filing submitted. The data received is entered in the Board's auto insurance monitoring program. Graphs generated by the program provide information used in determining whether increases or decreases by coverage are excessive or inadequate when compared with the New Brunswick industry as a whole.

In addition to the information bulletin, the Board generated a survey that insurers were required to complete on the underwriting and rating of mature operators (over age 55). The purpose of the survey was to assist both the Board and the Superintendent of Insurance in determining the treatment of mature operators by the industry. The survey was sent to 54 companies and the results are as follows:

32 companies declare they do not have an age at which they will decline to underwrite
31 companies declare they do not have additional underwriting rules for mature operators 55+
14 companies declare discounts for mature operators
1 company only declares a surcharge for mature operators

The Board reviewed a total of 132 automobile insurance rate filings between April 1, 2001 and March 31, 2002. It held one public hearing on February 26, 2002 to investigate the rates and charges of Cooperators General Insurance Company. The company was applying a surcharge on certain risks, in an inconsistent manner which left the door open to discrimination. The Board found that the surcharge was reasonable if it kept an insured from being rated at Facility Association premiums. It therefore ordered the company to develop specific criteria in a level of detail that would be used to apply the surcharge consistently and to file these criteria with the Board by April 30, 2002 for review and approval.

The Facility remains fully regulated and is required to make an application to the Board for approval of the rates that they proposed to charge or for any changes in their existing rates and charges.

The Board held a hearing on June 12, 2001 to review the rates and charges of the Facility Association. It found that the proposed rate changes for private passenger and commercial vehicles was justified in all respects, and the changes were approved to take effect immediately. In the case of the miscellaneous vehicles, the company had last applied for a rate increase which became effective in January of 1996. Therefore, at the date of the hearing in this matter, those rates were five and a half years old. It was noted that the Board's rules, which are still applicable to the FA, require a rate filing every two years. The Facility Association complied with this rule in relation to the private passenger and commercial filings, but not as it concerned miscellaneous vehicles. The average rate increase for snow vehicles, motorcycles and ATV's were not excessive as a result of this non-compliance with the Board's rule. However, the average proposed rate increase for taxis at 52% was excessive. While the proposed increase was statistically justified, the Board did not believe it to be fair and reasonable to allow that large a premium increase in one year. Therefore, only half the requested increase was allowed.

The Facility Association also filed an application on February 28, 2002 to introduce a new method of rating vehicles which impacts the insurance costs related to the vehicle driven by an insured. This new method was developed by the Vehicle Information Center of Canada and is called the Canadian Loss Experience Automobile Rating "CLEAR". Many insurers are now using this method to rate vehicles. The "CLEAR" method analyzes the historic claims of the vehicles in order to predict future losses. From statistical analyses, relationships are established between vehicle characteristics and insurance claims which when adjusted by actual experience of individual models, are used to predict future losses. "CLEAR" rewards consumers who buy vehicles with lower insurance losses with lower rates. Furthermore, these consumers no longer subsidize people who choose to drive vehicles that incur higher insurance losses. In addition to providing benefits to discerning consumers, "CLEAR" also encourages vehicle manufacturers to build vehicles that are safer, less expensive to repair and less likely to be stolen. The Board approved the FA's request to rate vehicles using this method.

FINANCIAL OVERVIEW

The audited financial statements of the Public Utilities Board are included in Volume 3 of the Public Accounts of the Province of New Brunswick.

2001-2002 Total Budget vs. Actual

	BUDGET	ACTUAL		DIFFERENCE
Salaries & Benefits	976,597	948,787	(note 1)	-27,810
Training	62,000	53,894	(note 2)	-8,106
Office & Administration	415,958	419,622		3,664
Total Common Expenses	**1,454,555**	**1,422,303**		**-32,252**
Direct Expenses	581,500	587,019		5,519
Total Expenses	**2,036,055**	**2,009,322**		**-26,733**

Notes:

1. A gas pipeline inspector resigned in December and was not replaced in the fiscal year, which contributed to a lower expense amount for salaries.

2. Due to work activities, staff was not available for some training in the period. Training for new commissioners was not completed in the year which also contributed to the expense coming in under budget.

AUTO INSURANCE SECTOR

2001-2002 Budget vs. Actual

	BUDGET	ACTUAL		DIFFERENCE
Salaries & Benefits	160,597	183,115	(note 1)	22,518
Training	3,000	1,114		-1,886
Office & Administration	155,958	130,853	(note 2)	-25,105
Total Common Expenses	**319,555**	**315,082**		**-4,473**
Direct Expenses	111,500	143,024	(note 3)	31,524
Total Expenses	**431,055**	**458,106**		**27,051**

Notes:

1. Staff time allocation, between the three regulated sectors, was reviewed during the year. This resulted in a change in the allocation for salary expense with the insurance sector increasing.

2. Costs for new furnishings, equipment and office relocation were lower than budgeted.

3. Costs for the insurance actuary consultant, who advises the Board and worked on the development of new analytical software, were higher than estimated. Costs for the insurance consultant were above budget due to increased activity in the sector.

ELECTRICITY SECTOR

2001-2002 Budget vs. Actual

	BUDGET	ACTUAL		DIFFERENCE
Salaries & Benefits	400,000	383,310	(note 1)	-16,690
Training	30,000	30,901		901
Office & Administration	110,000	129,011	(note 2)	19,011
Total Common Expenses	**540,000**	**543,222**		**3,222**
Direct Expenses	400,000	365,630	(note 3)	-34,370
Total Expenses	**940,000**	**908,852**		**-31,148**

Notes:

1. Staff time allocation, between the three regulated sectors, was reviewed during the year. This resulted in a small change in the allocation for salary expense with the electricity sector being slightly reduced.

2. Costs for depreciation for computer equipment and office relocation were greater than estimated.

3. Costs for public hearings were lower than estimated.

NATURAL GAS SECTOR

2001-2002 Budget vs. Actual

	BUDGET	ACTUAL		DIFFERENCE
Salaries & Benefits	416,000	382,362	(note 1)	-33,638
Training	29,000	21,879	(note 2)	-7,121
Office & Administration	150,000	159,758	(note 3)	9,758
Total Common Expenses	**595,000**	**563,999**		**-31,001**
Direct Expenses	70,000	78,365	(note 4)	8,365
Total Expenses	**665,000**	**642,364**		**-22,636**

Notes:

1. A gas pipeline inspector resigned in December and was not replaced in the fiscal year, which contributed to a lower expense amount for salaries. Staff time allocation between the three regulated sectors was reviewed during the year. This resulted in a small change in the allocation for salary expense, with the natural gas sector being slightly reduced.

2. Due to work activities, staff was not available for some training in the period. Training for new commissioners was not completed in the year which also contributed to the expense coming in under budget.

3. Costs for depreciation on computer equipment, vehicles for safety inspectors and office relocation were larger than estimated.

4. Costs for regulatory proceedings held for Enbridge Gas New Brunswick and the Potash Company of America were higher than estimated.

Respectfully submitted

David C. Nicholson
Chairman

Commission des Entreprises de Service Public du Nouveau Brunswick

2002

Rapport annuel

New Nouveau
Brunswick
CANADA

RAPPORT ANNUEL
COMMISSION DES ENTREPRISES DE SERVICE PUBLIC
POUR L'ANNÉE AYANT PRIS FIN LE 31 MARS 2002

La Commission se compose des membres suivants :

Président	David C. Nicholson
Vice-président	James Bateman
Commissaire	J. Alyre Boucher
Commissaire	Leon C. Bremner
Commissaire	John Chenier
Commissaire	Joanne Cowan-McGuigan
Commissaire	Jacques Dumont
Commissaire	Léonard Larocque
Commissaire	Émilien Lebreton
Commissaire	R. J. Lutes
Commissaire	Robert Richardson
Commissaire	Kenneth Sollows
Commissaire	H. Brian Tingley
Commissaire	Monika Zauhar
Secrétaire	Lorraine Légère

La Commission est un organe quasi-judiciaire qui relève de l'Assemblée législative par l'intermédiaire du ministère des Ressources naturelles et de l'Énergie. La Commission compte treize postes d'employés à temps plein, un président et une secrétaire à temps plein, ainsi que des commissaires à temps partiel nommés pour une période déterminée par le lieutenant-gouverneur en conseil.

Au cours de l'année, la Commission a connu certains changements parmi ses commissaires à temps partiel. La Commission a eu le regret de perdre le commissaire R. J. Lutes, décédé subitement le 8 février 2002. M. Lutes a joué un rôle extrêmement actif dans les affaires de la Commission depuis sa nomination le 1er décembre 1999. L'ampleur de son expérience et de ses connaissances dans le monde des affaires non seulement au Nouveau-Brunswick, mais aussi au Canada, était un immense atout pour la Commission dans l'exercice de ses responsabilités réglementaires. En particulier, M. Lutes a aidé la Commission à établir un régime de réglementation pour les distributeurs locaux de gaz naturel et la délivrance de permis aux commerçants de gaz.

Au cours de l'année, le mandat de MM. Chenier et Larocque s'est terminé, tandis que Mme Zauher a dû démissionner en raison d'un conflit d'intérêts possible découlant du fait qu'un partenaire de son cabinet d'avocats avait été retenu pour représenter un demandeur fréquent devant la Commission.

En vertu des dispositions de la *Loi sur les entreprises de service public*, L.R.N.-B. 1973, c. P-27, la Commission des entreprises de service public est chargée de la réglementation des entreprises

de service public au Nouveau-Brunswick. La Commission est également chargée de la réglementation des primes d'assurance automobile pour la Facility Association, ainsi que de la surveillance des primes de tous les assureurs qui souscrivent des polices d'assurance automobile dans la province conformément à certaines dispositions de la *Loi sur les assurances*, L.R.N.-B., c. I-12. En outre, la Commission est chargée de la réglementation de l'industrie du gaz naturel en vertu de la *Loi sur la distribution du gaz* de 1999. La Commission délivre des permis pour la construction et la réparation de pipelines non reliés au gaz naturel en vertu de la *Loi sur les pipelines*, L.R.N.-B., c. P-8.1. Elle réglemente les autobus publics en vertu de la *Loi sur les transports routiers*, L.R.N.-B., c. M-16, et de la *Loi sur le transport par véhicules à moteur*, L.R.C. 1987. Elle entend également les appels des décisions du registraire des véhicules à moteur concernant les permis des concessionnaires de véhicules à moteur.

La Commission fonctionne grâce aux fonds issus de l'évaluation des industries qu'elle réglemente, à l'exception de celle des autobus publics où elle s'acquitte de ses responsabilités grâce à des fonds du ministère provincial des Transports.

ÉLECTRICITÉ

In 2000, Énergie NB a fait savoir à la Commission qu'elle comptait demander des recommandations concernant la remise à neuf de deux de ses principales centrales : Coleson Cove et Point Lepreau. Pour s'y préparer, la Commission a cerné trois questions :

1. Est-il raisonnable de croire qu'Énergie NB aura besoin de l'électricité actuellement produite par les centrales de Coleson Cove et/ou de Point Lepreau ou par des installations de remplacement à l'avenir ?
2. Quelles sont les questions pertinentes à examiner au cours de toute audience ultérieure sur la remise à neuf et/ou l'entretien d'installations productrices particulières ?
3. Quelles sont la nature et la portée des preuves qu'Énergie NB devrait présenter dans le cadre de ces audiences ?

En juin 2001, la Commission a tenu une audience générale, portant sur ces trois questions, afin de déterminer si la capacité de production d'électricité de la centrale thermique de Coleson Cove (1000 MW) et de la centrale nucléaire de Point Lepreau (635 MW) était nécessaire pour répondre à la demande de la province.

Le 11 juillet 2001, la Commission a rendu sa décision à propos de l'audience générale, affirmant que la capacité fournie par Coleson Cove serait nécessaire pour répondre à la demande provinciale. Toutefois, la Commission a jugé qu'une analyse plus approfondie s'imposait pour ce qui est de la capacité de Point Lepreau. Aussi la Commission a-t-elle exigé qu'Énergie NB présente une mise à jour des prévisions de la charge, en tenant compte d'une éventuelle gestion axée sur la demande (GAD), avant de tenir une audience spécifique sur la centrale de Point Lepreau.

À la suite de cette décision, la Société d'Énergie du Nouveau-Brunswick (Énergie NB) a présenté une demande pour la remise à neuf de la centrale de Coleson Cove le 12 juillet 2001. Cette demande a été faite conformément au paragraphe 40.1 (1.1) de la *Loi sur les entreprises de service public*. Une audience a eu lieu au sujet de cette demande en janvier 2002 et une décision a été rendue le 28 janvier 2002. Conformément aux exigences de la loi, la Commission a fait part de sa recommandation au conseil d'administration d'Énergie NB pour que la centrale de

Coleson Cove soit remise à neuf, de manière à la transformer du mazout à l'orimulsion, un procédé qui consiste en l'émulsion de bitume (70 %) et d'eau (30 %). Le bitume est un hydrocarbure d'origine naturelle.

GAZ NATUREL

La Commission a terminé une démarche réglementaire, ayant commencé en mars 2001, afin d'étudier une demande de concession locale de production de gaz, présentée par la Potash Company of Saskatchewan, Inc. (PCS). Cette demande visait à autoriser PCS à distribuer du gaz naturel indigène, provenant de puits dans lesquels PCS a des parts, à ses installations de traitement situées à Penobsquis, au Nouveau-Brunswick. Le 31 juillet 2001, la Commission a décidé d'accorder la concession à PCS sous réserve des conditions suivantes :

1) PCS est autorisée à ne distribuer que du gaz seulement à ses installations de traitement.
2) Le territoire géographique de la concession va de la tête du puits de gaz jusqu'au compteur à gaz situé aux installations de traitement de PCS. Cela comprend les conduites de collecte et l'usine de traitement du gaz.
3) Toute autre partie demandant des services de distribution de gaz de PCS doit être adressée à Enbridge Gaz Nouveau-Brunswick (EGNB), titulaire de la concession de distribution de gaz pour la province.
4) PCS est tenue de fournir tout raccordement nécessaire de pipelines à EGNB.

Dans sa décision, la Commission a indiqué que la demande de PCS était unique et ne correspondait pas aux raisons normales qui amènent une entreprise de service public à demander une concession. PCS l'a fait uniquement pour répondre à ses propres besoins. La Commission juge que l'Assemblée législative n'avait pas prévu ce genre de demandeur lorsqu'elle a adopté la *Loi sur la distribution du gaz* (LDG) en 1999. La Commission estime que cette loi devrait être modifiée afin de permettre l'attribution de concessions de cette nature.

Au cours de l'audience, la Commission a entendu des arguments pour et contre l'inclusion de *conduites de collecte* dans la zone visée par une concession. Les conduites de collecte servent à transporter du gaz brut non traité d'un puits jusqu'à une installation de traitement. Elles ne servent pas à distribuer du gaz naturel. Dans la LDG du Nouveau-Brunswick, les conduites de collecte ne sont pas définies et sont donc considérées comme des pipelines en vertu de la loi. La Commission a exhorté la province à modifier la LDG et les lois sur le pétrole et le gaz du Nouveau-Brunswick, afin de retirer les conduites de collecte de la définition de pipeline et d'en confier la réglementation au ministre.

En décembre 2001, la Commission a entamé des démarches réglementaires afin d'examiner la demande de PCS visant l'obtention d'un permis de construire un pipeline pour le transport de gaz naturel jusqu'à son installation de traitement située à Penobsquis. Le 20 mars 2002, la Commission a rendu sa décision de délivrer le permis de construire à PCS.

La Commission a examiné les résultats financiers d'Enbridge Gaz Nouveau-Brunswick, Inc. pour l'année ayant pris fin le 31 décembre 2000, conformément à sa décision du 23 juin 2000. Des démarches réglementaires ont été menées afin de se pencher sur les exigences financières visant :

1) la période d'amortissement applicable aux coûts de développement reportés;

2) le coût moyen pondéré du capital applicable à certains coûts de développement reportés;
3) le traitement de la répartition des fonds utilisés durant la construction à des fins réglementaires.

Le 20 décembre 2001, la Commission a rendu sa décision.

Le projet de loi 43, *Loi modifiant la Loi sur la distribution du gaz de 1999*, a reçu la sanction royale le 1er juin 2001. Une des modifications apportées concernait la définition de commerçant de gaz. Antérieurement, quiconque offrait à un client un service de gaz naturel était tenu d'obtenir un certificat de commerçant de gaz auprès de la Commission. La modification a supprimé cette exigence pour le fournisseur d'un service à la clientèle.

La Commission est demeurée occupée tout au long de l'année à travailler avec les distributeurs de gaz et les commerçants de gaz sur des questions de réglementation issues du développement de l'industrie du gaz naturel.

D'ici novembre 2001, le gaz naturel coulera à Saint-Jean, Fredericton, Oromocto, la région du Grand Moncton et St. George.

Division de la sécurité du gaz

Le mandat de cette division, qui comprend le directeur de la sécurité et deux inspecteurs de la sécurité, consiste à s'assurer que les exploitants de réseaux de distribution de gaz naturel livrent le gaz naturel d'une manière sécuritaire et fiable dans la province du Nouveau-Brunswick. La Commission est investie de ce pouvoir en vertu de la *Loi sur la distribution du gaz* de 1999. Elle s'en acquitte grâce aux programmes d'inspection, de sensibilisation, de vérification de la conformité et de prévention des dégâts de la Division de la sécurité.

Cette année, Enbridge Gaz Nouveau-Brunswick (EGNB), qui a obtenu la concession pour la distribution de gaz en 1999, a installé environ 54 km de pipelines, soit environ 60 % de ce qui a été accompli l'année précédente. Cette réduction est principalement due au fait que ENGB a concentré ses efforts de construction sur l'installation de services à ses clients, afin de générer le maximum de revenus. Les plans de construction d'ENGB sont plus ambitieux pour 2002, grâce à des investissements d'à peu près le double du montant de 2001, soit environ 13,5 millions de dollars.

La Division de la sécurité a effectué une vérification générale de la conformité d'EGNB aux règles de sécurité en février 2002. Les manuels et les documents relatifs aux procédures de construction, d'exploitation et d'entretien ont été examinés et comparés par rapport aux exigences de la *Loi sur la distribution du gaz* de 1999 et des règlements applicables, y compris la norme CSA Z662 pour gazoducs et oléoducs.

Le comité de prévention des dégâts de Saint-Jean, dont est membre la Division de la sécurité, a mis sur pied au printemps un service d'appel unique pour la localisation des installations dans la région de Saint-Jean. Ce service permet aux entrepreneurs et au grand public de ne composer qu'un seul numéro pour déterminer s'il y a des installations souterraines dans une zone où des travaux d'excavation sont prévus.

Des comités de prévention des dégâts sont en voie d'être établis dans d'autres régions de la province, de sorte que ce réseau d'appel unique sera disponible, est-il espéré, à l'échelle de la province. Entre-temps, chaque entreprise de service public a un numéro de téléphone qu'elle peut composer pour obtenir le même type d'information que par l'intermédiaire du réseau d'appel unique. Les prévisions mises à jour ont été déposées auprès de la Commission le 8 janvier 2002 et une audience a été fixée pour les 29 et 30 avril 2002. On s'attend à ce que les audiences sur la centrale de Point Lepreau débuteront fin mai 2002.

PIPELINES

Aucune demande n'a été reçue pour la construction ou la réparation de pipelines non reliés au gaz naturel en vertu de la *Loi sur les pipelines* au cours de l'exercice allant du 1er avril 2001 au 31 mars 2002.

TRANSPORTS ROUTIERS

Suit un résumé des activités de la Commission pour l'exercice allant du 1er avril 2001 au 31 mars 2002 :

Demandes de services nolisés	**2001 – 2002**
Reçues	4
Contestées	1
Accordées telles quelles	3
Accordées avec modifications	0
Abandonnées, retirées ou rejetées	1
Permis	
Refusés	0
Annulés ou retirés	5
Actifs à la fin de l'année	52
Nombre de plaques de transporteur routier délivrées	265
Nombre de permis temporaires délivrés à des transporteurs non titulaires de permis	2
Recettes totales	20 280,50 $

La Commission a tenu une audience concernant le permis du transporteur Voyages Leclerc Tours Inc., une entreprise du Québec qui détient un permis de services nolisés généraux lui permettant de prendre ou de déposer des passagers sur tous les circuits et entre tous les points au Nouveau-Brunswick et de se rendre dans d'autres endroits autorisés et d'en revenir. Le 19 février 2002, la Commission a reconnu l'entreprise coupable d'infractions dans la province. Ses avocats ont été priés de présenter leurs arguments au prononcé de sentence au plus tard le 19 mars 2002 et ont été avisés qu'une décision serait rendue au plus tard le 12 avril 2002.

Une demande a été reçue de S. M. T. (Eastern) Limited le 21 juin 2001 en vue d'augmenter les tarifs des services réguliers. Une audience a eu lieu le 24 août 2001, à l'issue de laquelle la Commission a approuvé la demande présentée.

Une demande datée du 13 mars 2002 a été reçue de S. M. T. (Eastern) Limited pour la mise en oeuvre de services supplémentaires sur les lignes desservies et de suppléments pour la livraison garantie de colis le lendemain, d'assurance complémentaire pour les bagages perdus ou endommagés, de frais pour les bagages excédentaires, ainsi que de frais d'administration pour le remboursement de billets. La Commission a approuvé cette demande sous réserve que des statistiques soient recueillies à l'appui des frais. Ces statistiques doivent être incluses dans la prochaine demande de tarifs de SMT.

Appels relatifs à des permis de véhicules à moteur

Au cours de l'exercice allant du 1er avril 2001 au 31 mars 2002, la Commission n'a reçu aucun appel des décisions du registraire des véhicules à moteur concernant des permis de concessionnaire de véhicules à moteur.

ASSURANCE AUTOMOBILE

À l'exception de la Facility Association, le Nouveau-Brunswick est ce qui est communément appelé une province à déclaration et application. Selon ce processus, la Commission maintient un rôle réglementaire en surveillant les primes et les règles afin de s'assurer de leur conformité générale aux dispositions de la *Loi sur les assurances* voulant qu'ils ne soient pas excessifs, inadéquats ni discriminatoires. Les assureurs automobiles sont tenus de déclarer les primes ou les modifications de primes qu'ils proposent d'appliquer auprès de la Commission et ne peuvent appliquer les primes avant 30 jours après la date à laquelle la Commission a reçu une demande complète à l'égard des modifications proposées.

La Commission a révisé ses règles de déclaration et envoyé un bulletin d'information à tous les assureurs enregistrés au Nouveau-Brunswick au 2 janvier 2002 afin de les aider à faire des déclarations complètes pouvant être traitées dans les plus brefs délais. Les règles révisées comprennent une mise à jour des renseignements types que les assureurs doivent fournir avec chaque déclaration présentée. Les données reçues sont enregistrées dans le programme de surveillance des sociétés d'assurance automobile de la Commission. Les graphiques produits par le programme présentent l'information utilisée pour déterminer si les augmentations ou les réductions des garanties sont excessives ou inadéquates comparativement à l'industrie du Nouveau-Brunswick dans son ensemble.

Outre le bulletin d'information, la Commission a élaboré un questionnaire que les assureurs ont dû remplir sur la souscription d'assurances et la classification des conducteurs d'âge mûr (plus de 55 ans). Ce questionnaire visait à aider la Commission et le surintendant des assurances à déterminer le traitement des conducteurs d'âge mûr par l'industrie. Le questionnaire a été envoyé à 54 sociétés et les résultats suivants ont été obtenus :

32 sociétés ont dit ne pas avoir d'âge à partir duquel elles refusent de souscrire une assurance;
31 sociétés ont dit ne pas avoir de règles de souscription additionnelles pour les conducteurs de 55 ans et plus;
14 sociétés ont dit accorder des rabais aux conducteurs d'âge mûr;
1 société seulement a dit imposer un supplément aux conducteurs d'âge mûr.

La Commission a examiné un total de 132 déclarations de primes d'assurance automobile entre le 1er avril 2001 et le 31 mars 2002. Elle a tenu une audience publique le 26 février 2002 afin d'examiner les primes et les tarifs de Cooperators General Insurance Company, qui appliquait un supplément pour certains risques d'une manière peu uniforme, ouvrant ainsi la porte à la discrimination. La Commission a établi que le supplément était raisonnable s'il empêchait un assuré d'être classé selon les primes de la Facility Association. Elle a par conséquent ordonné à la société d'établir des critères spécifiques et suffisamment détaillés afin d'appliquer le supplément d'une manière uniforme et de déposer ces critères auprès de la Commission au plus tard le 30 avril 2002 pour examen et approbation.

La Facility Association demeure entièrement réglementée et est tenue de soumettre à l'approbation de la Commission les primes qu'elle entend appliquer ou les modifications qu'elle entend apporter à ses primes et tarifs existants.

La Commission a tenu une audience le 12 juin 2001 afin d'examiner les primes et les tarifs de la Facility Association. Elle a établi que les modifications proposées aux primes des voitures particulières et des véhicules utilitaires étaient justifiées à tous égards, et elles ont été approuvées pour entrée en vigueur immédiate. Dans le cas des véhicules divers, la dernière augmentation des primes remontait à janvier 1996, de sorte que, à la date de l'audience, les primes en vigueur n'avaient pas changé depuis cinq ans et demi. Il a été signalé que les règles de la Commission, qui sont toujours applicables à la FA, exigent la déclaration des primes tous les deux ans. La Facility Association a respecté cette règle par rapport aux voitures particulières et aux véhicules utilitaires, mais pas par rapport aux véhicules divers. L'augmentation moyenne des primes pour les motoneiges, les motocyclettes et les véhicules tout-terrain n'était pas excessive malgré cette non-conformité à la règle de la Commission. Bien que l'augmentation proposée ait été justifiée sur le plan statistique, la Commission a estimé qu'il n'était pas juste ni raisonnable de permettre une augmentation aussi importante en un an. Elle n'a donc approuvé que la moitié de l'augmentation demandée.

La Facility Association a également présenté une demande le 28 février 2002 afin d'instaurer une nouvelle méthode de classer les véhicules, laquelle a des répercussions sur les coûts d'assurance reliés à un véhicule conduit par un assuré. Cette nouvelle méthode a été mise au point par le Centre d'information sur les véhicules du Canada et est connue sous l'appellation CLEAR (Canadian Loss Experience Automobile Rating). De nombreux assureurs s'en servent maintenant pour classer les véhicules. La méthode CLEAR analyse les réclamations historiques des véhicules afin de prédire les pertes futures. À partir d'analyses statistiques, des liens sont établis entre les caractéristiques des véhicules et les réclamations d'assurance et, après rajustement en fonction de l'expérience réelle liée à des modèles distincts, ces liens sont utilisés pour prédire les pertes futures. La méthode récompense par des primes plus faibles les consommateurs qui achètent des véhicules pour lesquels les pertes sont faibles. De plus, ces consommateurs ne subventionnent plus les personnes qui choisissent de conduire des véhicules pour lesquels les pertes d'assurance sont élevées. En plus d'être avantageuse pour les consommateurs avertis, cette méthode encourage les constructeurs de véhicules à rendre leurs véhicules plus sécuritaires, moins coûteux à réparer et moins susceptibles d'être volés. La Commission a approuvé la demande de la FA.

BILAN

Les états financiers vérifiés de la Commission des entreprises de service public sont inclus dans le volume 3 des Comptes publics de la province du Nouveau-Brunswick.

Budget total et budget réel de 2001-2002

	TOTAL	RÉEL		DIFFÉRENCE
Traitements et charges sociales	976,597	948,787	(note 1)	-27,810
Formation	62,000	53,894	(note 2)	-8,106
Bureau et administration	415,958	419,622		3,664
Dépenses communes totales	**1,454,555**	**1,422,303**		**-32,252**
Dépenses directes	581,500	587,019		5,519
Dépenses totales	**2,036,055**	**2,009,322**		**-26,733**

Notes : 1. Un inspecteur de gazoducs a démissionné en décembre et n'a pas été remplacé au cours de l'année, ce qui a fait baisser le montant des dépenses au titre des traitements.

SECTEUR DE L'ASSURANCE AUTOMOBILE

Budget total et budget réel de 2001-2002

	TOTAL	RÉEL		DIFFÉRENCE
Traitements et charges sociales	160,597	183,115	(note 1)	22,518
Formation	3,000	1,114		-1,886
Bureau et administration	155,958	130,853	(note 2)	-25,105
Dépenses communes totales	**319,555**	**315,082**		**-4,473**
Dépenses directes	111,500	143,024	(note 3)	31,524
Dépenses totales	**431,055**	**458,106**		**27,051**

Notes :

1. La répartition du temps du personnel entre les trois secteurs réglementés a été examinée au cours de l'année. Il en est résulté un changement dans la répartition des dépenses en traitements, ce qui s'est traduit par une augmentation dans le secteur de l'assurance.

2. Les coûts en nouveau mobilier, matériel et déménagement de bureaux ont été inférieurs aux prévisions.

3. Les coûts liés à l'expert en actuariat d'assurance, qui conseille la Commission

SECTEUR DE L'ÉLECTRICITÉ

Budget total et budget réel de 2001-2002

	TOTAL	RÉEL		DIFFÉRENCE
Traitements et charges sociales	400,000	383,310	(note 1)	-16,690
Formation	30,000	30,901		901
Bureau et administration	110,000	129,011	(note 2)	19,011
Dépenses communes totales	**540,000**	**543,222**		**3,222**
Dépenses directes	400,000	365,630	(note 3)	-34,370
Dépenses totales	**940,000**	**908,852**		**-31,148**

Notes :

1. La répartition du temps du personnel entre les trois secteurs réglementés a été examinée au cours de l'année. Il en est résulté un léger changement dans la répartition des dépenses en traitements et une légère réduction dans le secteur de l'électricité.

2. Les coûts liés à l'amortissement du matériel informatique et aux déménagements de bureaux ont été supérieurs aux prévisions.

SECTEUR DU GAZ NATUREL

Budget total et budget réel de 2001-2002

	TOTAL	RÉEL		DIFFÉRENCE
Traitements et charges sociales	416,000	382,362	(note 1)	-33,638
Formation	29,000	21,879	(note 2)	-7,121
Bureau et administration	150,000	159,758	(note 3)	9,758
Dépenses communes totales	**595,000**	**563,999**		**-31,001**
Dépenses directes	70,000	78,365	(note 4)	8,365
Dépenses totales	**665,000**	**642,364**		**-22,636**

Notes :

1. Un inspecteur de gazoducs a démissionné en décembre et n'a pas été remplacé au cours de l'année. La répartition du temps du personnel entre les trois secteurs réglementés a été examinée au cours de l'année. Il en est résulté un léger changement dans la répartition des dépenses en traitements et une légère réduction dans le secteur du gaz naturel.

2. En raison de leur travail, des employés n'ont pas été disponibles pour certaines séances de formation offertes au cours de l'année. La formation des nouveaux commissaires n'a pas été terminée au cours de l'année, ce qui a contribué à ce que les dépenses soient inférieures aux prévisions.

3. Les coûts liés à l'amortissement du matériel informatique, aux véhicules des inspecteurs de la sécurité et aux déménagements de bureaux ont été supérieurs aux prévisions.

Le tout respectueusement soumis,

David C. Nicholson
Président